Cahier technique n° 127

Introduction à l'appareillage très haute tension

J. Pasteau

Merlin Gerin
Modicon
Square D
Telemecanique

Schneider Electric

Les Cahiers Techniques constituent une collection d'une centaine de titres édités à l'intention des ingénieurs et techniciens qui recherchent une information plus approfondie, complémentaire à celle des guides, catalogues et notices techniques.

Les Cahiers Techniques apportent des connaissances sur les nouvelles techniques et technologies électrotechniques et électroniques. Ils permettent également de mieux comprendre les phénomènes rencontrés dans les installations, les systèmes et les équipements.
Chaque Cahier Technique traite en profondeur un thème précis dans les domaines des réseaux électriques, protections, contrôle-commande et des automatismes industriels.

Les derniers ouvrages parus peuvent être téléchargés sur Internet à partir du site Schneider Electric.
Code : **http://www.schneider-electric.com**
Rubrique : **Le rendez-vous des experts**

Pour obtenir un Cahier Technique ou la liste des titres disponibles contactez votre agent Schneider Electric.

La collection des Cahiers Techniques s'insère dans la « Collection Technique » de Schneider Electric.

Avertissement

L'auteur dégage toute responsabilité consécutive à l'utilisation incorrecte des informations et schémas reproduits dans le présent ouvrage, et ne saurait être tenu responsable ni d'éventuelles erreurs ou omissions, ni de conséquences liées à la mise en œuvre des informations et schémas contenus dans cet ouvrage.

La reproduction de tout ou partie d'un Cahier Technique est autorisée après accord de la Direction Scientifique et Technique, avec la mention obligatoire : « Extrait du Cahier Technique Schneider Electric n° (à préciser) ».

n° 127

Introduction à l'appareillage très haute tension

J. PASTEAU

Licencié en sciences physiques en 1959, il entre chez Merlin Gerin en 1962 au bureau d'études des disjoncteurs pneumatiques où il est chargé principalement de préparer et de suivre la partie technique des contrats.
Depuis 1983 il est délégué de Merlin Gerin dans les organismes techniques (CEI, UTE, CENELEC, CIGRE,...).

CT 127 édition juin 1984

Introduction à l'appareillage très haute tension

Il y a si peu de gens directement concernés par l'appareillage Très Haute Tension (THT) qu'il est généralement peu (ou pas) enseigné. Ce document est destiné à initier les techniciens confrontés à ce domaine, en leur indiquant ses principales contraintes particulières, leurs ordres de grandeur et la façon habituelle d'y faire face.

Sommaire

1 Origine et domaine de la THT	1.1 Pourquoi la THT	**p. 4**
	1.2 Ordres de grandeur	p. 4
2 Les réseaux de transport THT	2.1 Structure des réseaux	**p. 5**
	2.2 Perturbations	p. 5
	2.3 Structure d'un poste	p. 6
3 L'isolement	3.1 Isolements principaux	p. 7
	3.2 Formes de tension appliquées	p. 7
	3.3 Réalisation des isolations	p. 9
	3.4 Isolement des circuits auxiliaires	p. 9
	3.5 Vieillissement des isolations	p. 10
	3.6 Perturbations radiophoniques	p. 10
4 La commutation des courants en THT	4.1 Coupure au passage du courant par zéro	**p. 11**
	4.2 Les principaux cas de coupure	p. 11
	4.3 Enclenchements particuliers	p. 12
	4.4 Séquences de manœuvres	p. 12
5 Les disjoncteurs THT	5.1 Différences avec un disjoncteur basse tension	**p. 13**
	5.2 Constitution	p. 13
	5.3 Les types de disjoncteurs THT	p. 14
6 L'hexafluorure de soufre (SF_6)	6.1 Caractéristiques chimiques	**p. 17**
	6.2 Aspects quantitatifs	p. 17
	6.3 Aspects qualitatifs	p. 17
7 Les mécanismes de commande et les contraintes mécaniques		**p. 19**
8 Les postes blindés	8.1 Origines	**p. 20**
	8.2 Réalisation	p. 21
	8.3 Contraintes particulières	p. 21
	8.4 Choix d'utilisation	p. 21
9 Montage et entretien	9.1 Montage partiel	**p. 22**
	9.2 Essais individuels	p. 22
	9.3 Entretien	p. 22
10 Les normes	10.1 Rôle	**p. 23**
	10.2 Types de normes	p. 23
Bibliographie		**p. 24**

1 Origine et domaine de la THT

1.1 Pourquoi la THT

L'énergie électrique n'est généralement pas produite à proximité immédiate des lieux d'utilisation massive. Il faut donc la transporter par des lignes ou des câbles.
Pour une puissance donnée, le courant à transporter sera inversement proportionnel à la tension de transport. Par exemple, pour évacuer l'énergie d'un groupe de 100 MVA, le courant sera de 260 A sous 220 kV mais de 4 000 A sous 15 kV. Le transport de 4 000 A sous 15 kV entraînerait des coûts d'équipement et surtout de pertes par effet Joule inadmissibles. Les courants de court-circuit et leurs effets seraient aussi considérablement augmentés. Or, il existe maintenant des groupes de 1 300 MVA ! Donc on est conduit à augmenter la tension des réseaux de transport. Evidemment, il y a une limite supérieure principalement constituée par le coût des isolements. Pour en savoir plus, voir le Cahier Technique n° 40.

1.2 Ordres de grandeurs

- les réseaux de transport sont triphasés, sans conducteur de neutre.
- le domaine de ce qu'on appelle Très Haute Tension va de 60 à 800 kV (entre phases). Il existe des projets jusqu'à 1 200 kV.
- leurs fréquences sont 50 ou 60 Hz (quelques cas à 16 2/3 Hz).
- les courant transportés vont de 400 à 3 000 A.

2 Les réseaux de transport THT

2.1 Structure des réseaux

Les réseaux de transport constituent une vaste grille couvrant le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupes, transformateurs). Chaque nœud A, B et C (cf. **fig. 1**) constitue un « poste d'interconnexion ». Ce poste est en général constitué par un collecteur principal appelé « jeu de barres » sur lequel se raccordent les lignes, au moyen d'appareils.

En général, les points neutres des transformateurs sont mis à la terre (toujours pour les tensions supérieures à 170 kV) pour faciliter la coordination des isolements et le fonctionnement des relais de protection.
Dans certains cas, cette mise à la terre ne se fait qu'au moment de la manœuvre du disjoncteur, au moyen d'un conjoncteur de neutre.

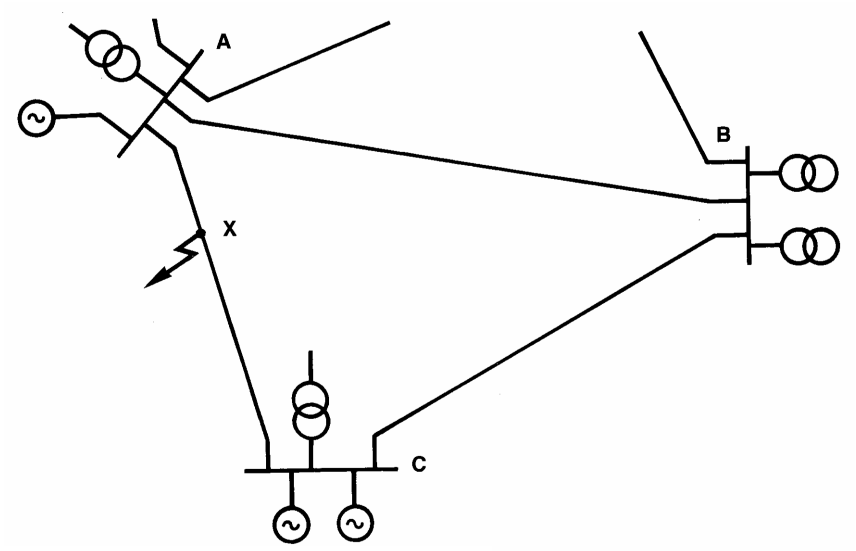


Fig. 1 *: exemple d'une partie d'un réseau de transport.*

2.2 Perturbations

Le fonctionnement d'un réseau peut être perturbé par différents facteurs dont les principaux sont :

- variation de charge nécessitant la modification du schéma (mise en route ou arrêt de générateurs, mise en parallèle de ligne...)
- court-circuit provoqué par un coup de foudre, par la défaillance d'un équipement, quelquefois par une fausse manœuvre ou d'autres causes accidentelles.

La manœuvre des appareils peut être manuelle dans le premier cas ou commandée par des automatismes eux-mêmes renseignés par des capteurs de courant et de tension judicieusement placés.

Dans chaque ligne, l'énergie peut transiter dans un sens ou dans l'autre selon le schéma général du moment. Si un défaut se produit en X, (cf. fig. 1) il sera alimenté par les deux extrémités de la ligne AC qui devront être déclenchées, mais elles seules, pour permettre le maintien en service du reste du réseau.

2.3 Structure d'un poste

La **figure 2** représente un schéma typique de poste THT. Chaque raccordement sur le jeu de barres B s'appelle « travée » ou « départ » et comprend des appareils tels que :

D = disjoncteur
Appareil utilisé pour couper ou raccorder un circuit et capable de couper et d'établir tous les courants susceptibles de se développer à son emplacement, courts-circuits compris.

S = sectionneur
Appareil capable de ne couper que des courants très petits, mais dont l'isolement entre contacts ouverts est sûr et vérifiable facilement. C'est l'un des principaux organes de sécurité d'un poste. On parle de « coupure visible ».

ST = sectionneur de mise à la terre (MALT)
Organe de sécurité qui complète le sectionneur en dérivant vers la terre de facon sûre, tout courant qui pourrait naître dans le conducteur qu'il protège.

Tc = transformateur de courant
Utilisé pour la mesure de l'énergie que véhicule le circuit ou pour sa protection. Le secondaire d'un Tc ne doit jamais rester ouvert, car une forte surtension apparaîtrait à ses bornes.

Tt = transformateur de tension
Utilisé en combinaison avec les Tc dans le même but. Permet aussi de déceler la présence de tension. Est parfois remplacé par un diviseur capacitif pour les mêmes usages.

P = organe de coordination d'isolement
(parafoudre ou éclateur).

Tp = transformateur de puissance

C = tête de câble

Dans certains cas, on utilise aussi des interrupteurs : appareil de connexion capable de couper les courant normaux et de supporter les courants de court-circuit.

Cet arrangement est appelé « simple jeu de barres ». Il en existe plusieurs autres. Les postes d'interconnexion peuvent être installés à l'intérieur, mais le sont plus généralement à l'extérieur. Ils doivent alors pouvoir supporter les contraintes atmosphériques telles que la température (de -54 à +55 °C selon les pays), la pluie, le givre et le vent.

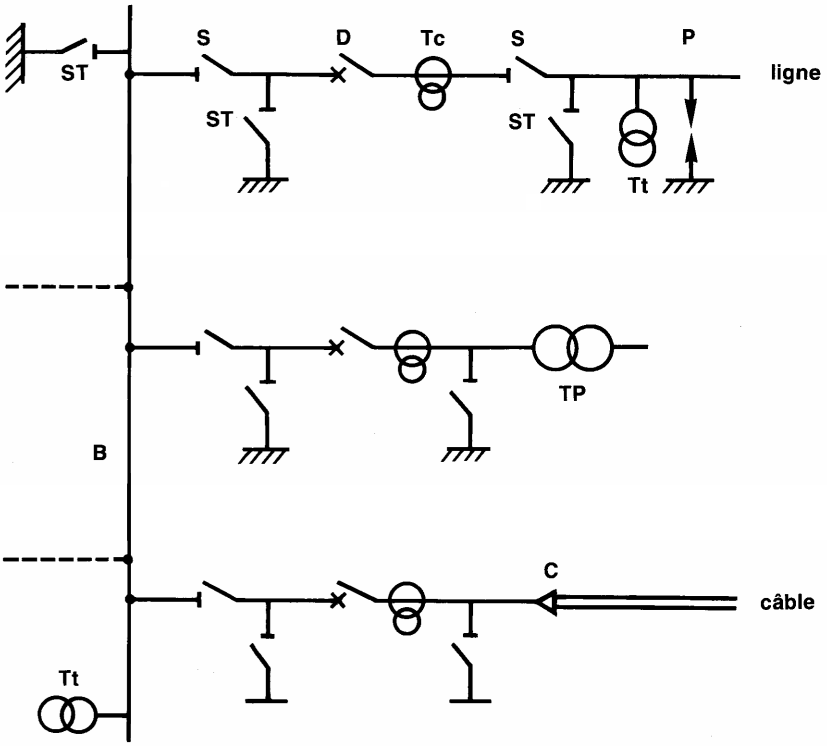


Fig. 2 : schéma unifilaire d'un poste à simple jeu de barres.

3 L'isolement

3.1 Isolements principaux

On distingue les isolements suivants :

- l'isolement entre chaque phase et la terre,
- l'isolement entre contacts ouverts dit aussi « entrée-sortie » qui intervient lorsque l'appareil est « ouvert »,
- l'isolement entre phases.

La tenue de ces isolements est vérifiée par des essais de tensions appliquées soit par impulsion, soit pendant une durée d'une minute.

Les niveaux requis pour ces trois catégories d'isolement sont souvent identiques, mais :

- l'installation des pôles conduit souvent à des distances donnant un isolement entre phases supérieur aux besoins purement diélectriques.
- il est parfois demandé un isolement entrée - sortie supérieur à l'isolement phase - terre, surtout si ce dernier est réduit.

3.2 Formes de tension appliquées

Courbe caractéristique d'isolement V = f(t)

Etant donné les formes des pièces entre lesquelles la tension est appliquée, le champ électrique dans leur intervalle est rarement uniforme. De ce fait, la tension tenue dépend beaucoup de la durée pendant laquelle elle est appliquée (cf. **fig. 3**). Un éclateur « pointe-pointe » supporte une tension établie plus faible qu'un éclateur « plan-plan » de même écartement, mais le phénomène s'inverse pour des impulsions très brèves, donc très raides.

Origine des tensions

Les tensions et surtensions appliquées aux isolements ont des formes variées selon leur origine. On distingue :

- la tension alternative normale du réseau,
- les surtensions momentanées à la fréquence d'alimentation du réseau dues aux variations de configuration du réseau,
- les surtensions « de manœuvre » produites par des commutations dans le réseau, dont on maîtrise en général l'amplitude et qui durent de quelques centaines à quelques milliers de microsecondes,
- les surtensions d'origine atmosphérique (coups de foudre) transmises par les lignes, qui ont généralement des durées très brèves, de quelques-unes à quelques dizaines de microsecondes, mais peuvent atteindre des valeurs très hautes,
- la tension continue due à la charge résiduelle des lignes après leur mise hors service, qui décroît généralement assez rapidement dans le temps (10 % toutes les 10 millisecondes).

Coordination des isolements

Il ne serait pas économique, ni même possible, de concevoir les réseaux de transport et leurs équipements de telle facon qu'ils résistent à toutes les surtensions possibles. On dispose

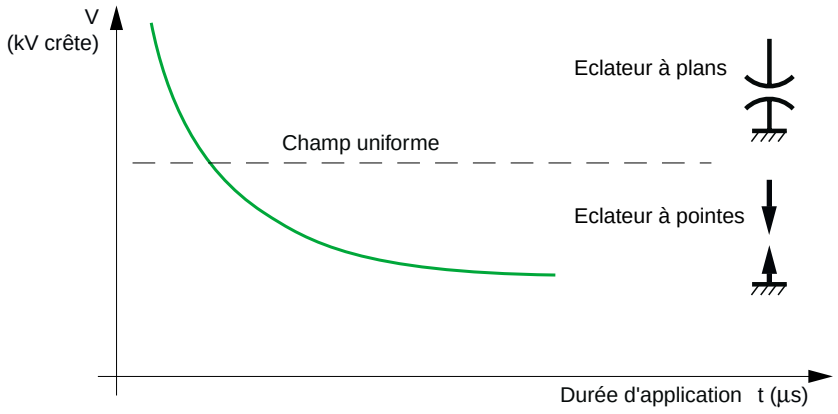


Fig. 3 : tensions tenues par deux types d'intervalles en fonction de la durée d'application de la tension.

donc judicieusement des points d'isolement réduit où les surtensions pourront s'écouler sans dommage, protégeant ainsi les organes sensibles. Ces dispositifs (éclateurs ou parafoudres) doivent aussi supporter sans amorcer les tensions « normales » (cf. **fig. 4** : exemple de coordination des isolements d'un réseau 420 kV). Voir aussi le Cahier Technique n° 16.

Formes de tension normalisées

Pour vérifier le comportement des équipements aux diverses tensions qui peuvent leur être appliquées et pour comparer les tenues de ces équipements, il faut que les laboratoires effectuent des essais reproductibles d'un équipement à l'autre et d'un laboratoire à l'autre.

On effectue donc les essais suivants :

■ Essais à fréquence industrielle.
Des transformateurs d'essai permettent d'appliquer à l'objet en essai une tension alternative que l'on fait croître jusqu'à une valeur convenue à laquelle elle est maintenue pendant une minute puis ramenée à zéro. Un intervalle dans l'air tient environ 250 kV eff. au mètre.

■ Essais de choc.
Les impulsions de tension sont principalement produites par un « générateur de chocs » constitué essentiellement par des condensateurs que l'on charge en parallèle et que l'on décharge en série dans l'objet en essai à travers un système de résistances (cf. **fig. 5**). Les impulsions produites sont définies par leur amplitude maximale Uc, la durée t_F pour que cette tension soit atteinte et la durée t_Q au bout de laquelle la tension est réduite à Uc/2.

On distingue :

■ les « ondes de foudre », à front raide (en principe t_F = 1,2 µs et t_Q = 50 µs) ; la tenue de l'air est d'environ 500 kV au mètre.

■ les « ondes de manœuvre » (en principe t_F = 250 µs et t_Q = 2500 µs).
La tenue de l'air est d'environ 400 kV au mètre.
D'autres formes d'onde sont parfois utilisées dans certains cas particuliers. Le nombre de chocs à appliquer dans chaque polarité (+ et -) est fixé par les normes.

Combinaisons :

■ les essais à fréquence industrielle et d'ondes de manœuvre sont aussi effectués pendant que l'équipement en essai est arrosé par une pluie artificielle, normalisée,

■ les appareils de tensions les plus hautes doivent supporter des essais où la tension à fréquence industrielle est appliquée simultanément avec les ondes de choc (essais « Bias »).

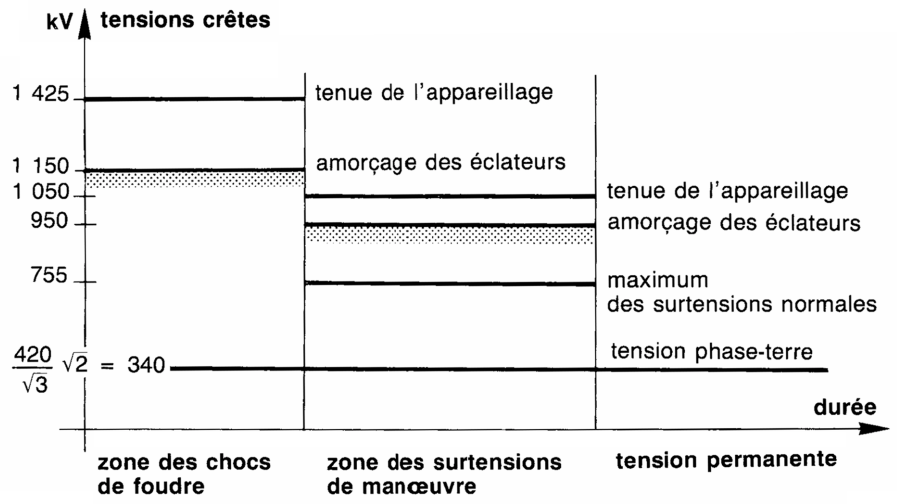


Fig. 4 : coordination des isolements du réseau français.

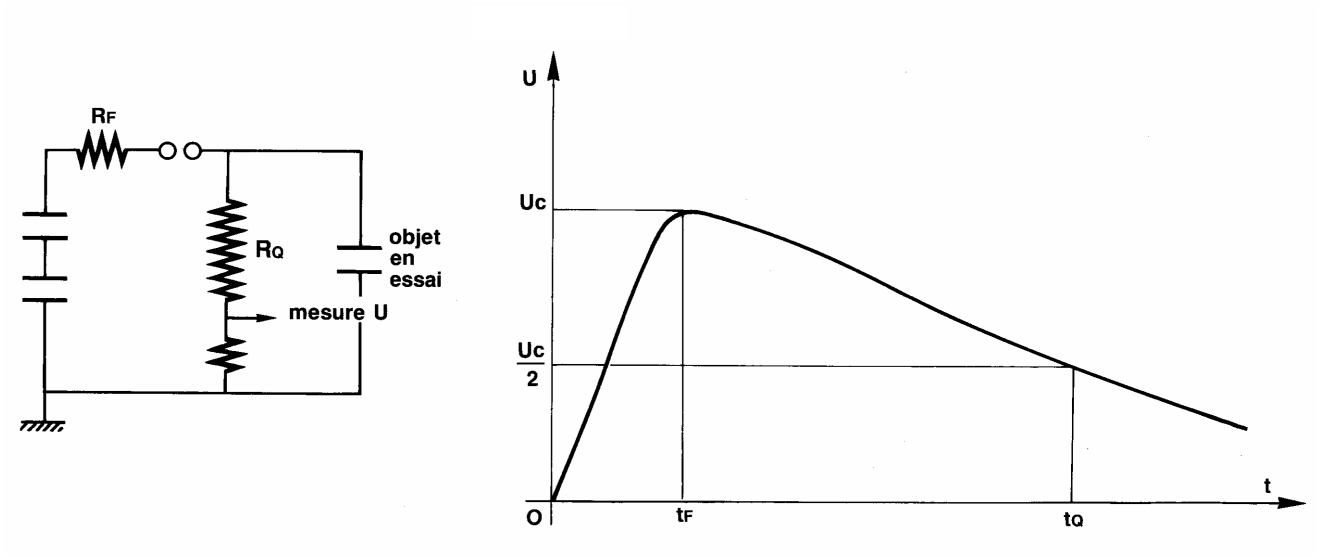


Fig. 5 : onde de choc : schéma de principe d'un générateur et forme d'onde.

3.3 Réalisation des isolations

Types d'isolants

Les isolants les plus utilisés dans l'appareillage THT actuel sont :

- des gaz (l'air et le SF_6),
- l'huile minérale,
- des résines moulées, parfois renforcées par des fibres, ou des céramiques.

Influences sur la tenue diélectrique

- Les formes arrondies des parties sous tension réduisent le champ électrique à leur voisinage et favorisent la tenue diélectrique.
- L'augmentation de la pression des gaz isolants accroît en général leur tenue diélectrique.
- La présence de pollution (poussières, corps étrangers, graisse, etc.) réduit la tenue diélectrique d'un intervalle.
- L'humidité est toujours néfaste, en particulier si les conditions de température et de pression peuvent produire une condensation en gouttelettes et lorsqu'elle pénètre les isolants (stratifiés ou fibres imprégnées).

3.4 Isolement des circuits auxiliaires

Les circuits basse tension (en général 100 à 400 V c.a. et 48 à 250 V.c.c.) des disjoncteurs peuvent aussi être le siège de surtensions engendrées soit par les surtensions de manœuvre des appareils du circuit BT considéré, soit par induction d'autres circuits, haute ou basse tension. Ils doivent donc avoir un isolement en conséquence. En général, cet isolement est vérifié par un essai à fréquence industrielle (2 kV) mais parfois une tenue au choc de foudre est aussi exigée (5 kV crête) ; enfin, sur le site, on pratique souvent une mesure de l'isolement (en milliers de mégohms) sous environ 1 kV c.c.

Dans certains cas, on vérifie aussi :

- que la manœuvre du disjoncteur ne provoque pas de surtensions excessives dans les réseaux BT,
- que la commande du disjoncteur n'est pas sensible aux parasites.

3.5 Vieillissement des isolations

Décharges partielles

Un isolant peut fort bien supporter les essais de tenue décrits précédemment et comporter cependant des imperfections telles que : vides ou inclusions ou inhomogénéités. Au moment de l'application de la tension, de petites décharges se produisent au voisinage de ces imperfections, mais le reste de l'isolation suffit à supporter la tension appliquée pendant le temps de l'essai. Cependant, si le champ électrique est relativement fort, ces petites décharges peuvent ronger l'isolant et dégénérer en amorcage complet après quelques mois ou quelques années de service.

Lorsque le matériel utilise des isolants susceptibles d'avoir ce type de défaut, on cherche à les déceler. Pour celà, on détecte le courant haute fréquence provoqué par ces "décharges partielles" à l'aide d'appareils permettant de les mesurer (en picocoulombs) et de les visualiser à l'oscilloscope.

Pollution des isolateurs

Dans les atmosphères industrielles ou marines, les isolateurs peuvent recevoir un dépôt plus ou moins conducteur, qui peut provoquer un contournement électrique. Il y a plusieurs facons de réduire ce risque :

- allonger la « ligne de fuite » des isolateurs, c'est-à-dire le chemin qui mène d'une électrode à l'autre sans décoller de la porcelaine, par un dessin judicieux du profil (cf. **fig. 6**) ;
- revêtir les porcelaines de graisse sur laquelle l'eau perle. Mais cette graisse doit être renouvelée périodiquement ;

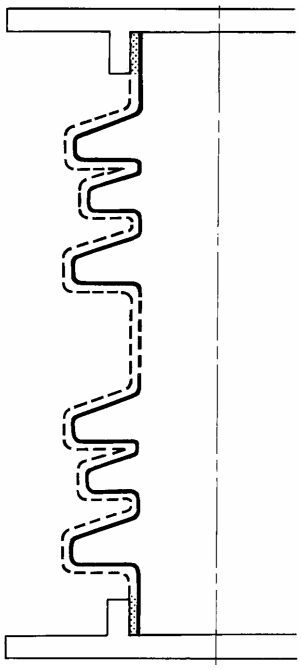


Fig. 6 : profil d'un isolateur anti-pollution en pointillé : la ligne de fuite.

- laver les porcelaines. Dans certains postes, ce lavage se fait sous tension, sans mise hors service.

3.6 Perturbations radiophoniques

Les pointes et angles vifs sous tension sont le siège de petites décharges à travers les premiers millimètres d'air, très visibles dans l'obscurité, surtout par temps humide. C'est « l'effet couronne ». Ces décharges émettent des parasites électromagnétiques qui peuvent perturber les communications radioélectriques.

Des essais permettent de mesurer ces perturbations et donc éventuellement de les réduire au moyen d'anneaux ou de capots pare-effluves.

4 La commutation des courants en THT

4.1 Coupure au passage du courant par zéro

Dès que l'on dépasse quelques centaines de volts et quelques dizaines d'ampères, la séparation des contacts dans l'air ne suffit pas pour « couper » le courant. Lorsque les contacts se séparent, le courant continue à passer par un arc.

Le rôle du disjoncteur est de contrôler cet arc et de l'empêcher de se rallumer après un passage à zéro (cf. **fig. 7**).

Pour cela, il faut renouveler continuellement le milieu isolant entre les contacts au moyen d'un « soufflage ».

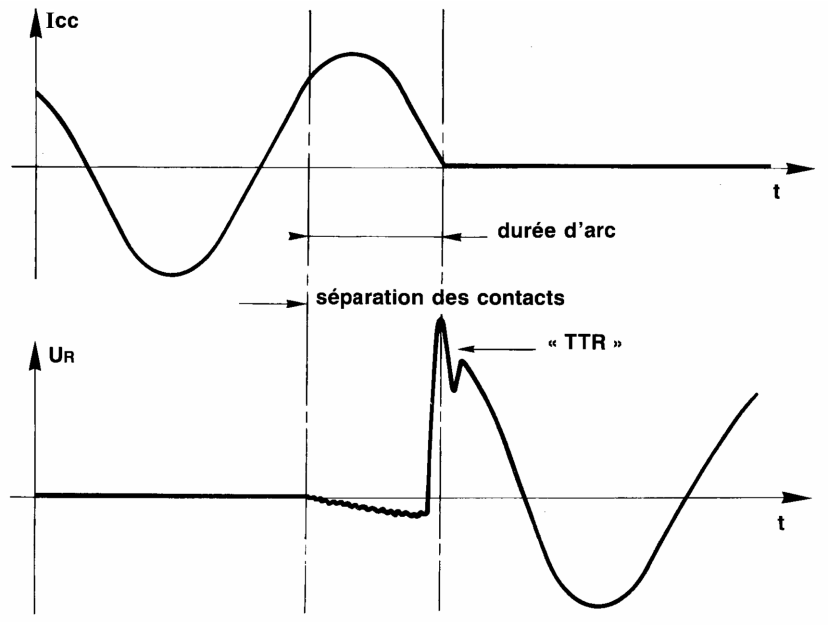


Fig. 7 : oscillogramme typique de la coupure d'un courant de court-circuit.

4.2 Les principaux cas de coupure

Comme on l'a vu au chapitre 2, les disjoncteurs des réseaux THT peuvent avoir à manœuvrer dans des circonstances très variées :

- coupure d'un courant de charge normale comme tout interrupteur,
- coupure de courant de court-circuit dû à un défaut aux bornes du disjoncteur : pour un emplacement donné sur le réseau, c'est le cas où le courant est le plus fort. Ce courant est toujours fortement inductif (Cos φ inférieur à 0,15) à cause des réactances internes des générateurs et des transformateurs (cf. fig. 7). Il en résulte que la tension du réseau se trouve être maximale quand le courant s'annule. La tension U_R entre les bornes du disjoncteur rejoint cette tension en suivant un régime transitoire appelé « TTR » qui dépend des paramètres du réseau et que fixent les normes. Le pouvoir de coupure « assigné » aux disjoncteurs varie de 15 à 60 kA environ.

■ de plus, un courant apériodique peut s'ajouter au courant sinusoïdal au début du court-circuit, en sorte que les amplitudes dans une polarité sont plus grandes que dans l'autre (cf. **fig. 8**). On dit que le courant est « asymétrique ». L'énergie dissipée dans l'arc est alors plus grande et la coupure plus difficile ;

■ lorsque le défaut se situe à une faible distance du disjoncteur, le régime transitoire de la tension qui apparaît aux bornes de celui-ci, peut rendre la coupure plus difficile. On parle de « défaut en ligne » ou de « défaut kilométrique » ;

■ lors du couplage d'une centrale ou de deux réseaux séparés, il peut arriver que les tensions de part et d'autre du disjoncteur ne soient pas en phase. Il en résulte une surintensité engendrant un déclenchement avec une tension Ur entre les bornes amont et aval du disjoncteur qui peut dépasser de beaucoup les tensions normales ;

■ lorsqu'une ligne (aérienne ou souterraine) est mise hors service, elle se comporte comme un condensateur et reste chargée lorsque le courant qui peut atteindre des centaines d'ampères est coupé (à un passage à zéro). La tension entre les bornes du disjoncteur Ur sera donc environ le double de la tension normale, après une demi-période. De plus, si un réamorcage se produit dans ces conditions, il entraîne des surtensions élevées ;

■ lorsque le secondaire des transformateurs est ouvert, les courants magnétisants sont si petits (quelques ampères) qu'ils peuvent être « arrachés » c'est-à-dire coupés avant leur passage naturel par zéro, et ceci peut entraîner des surtensions.

Pour en savoir plus sur les phénomènes de coupure, voir le Cahier Technique n° 69.

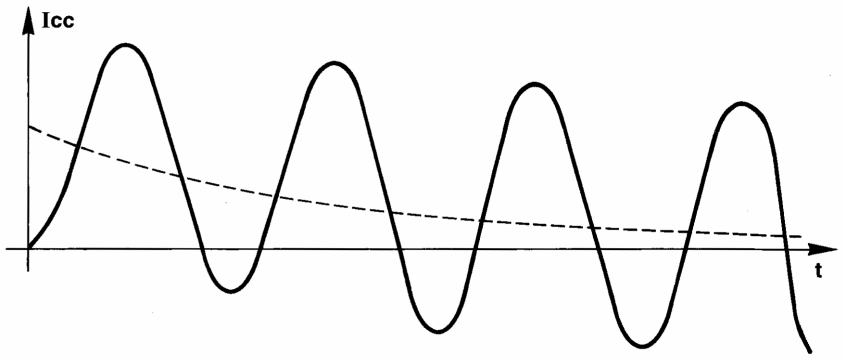


Fig. 8 : exemple de courant « asymétrique ».

4.3 Enclenchements particuliers

Les disjoncteurs peuvent aussi avoir à enclencher dans des conditions contraignantes :

■ sur court-circuit,

■ sur câble (ou condensateur) à vide, engendrant un fort courant d'appel,

■ sur ligne à vide : les conditions de propagation de la tension peuvent engendrer des surtensions. Lorsque le niveau d'isolement du réseau est réduit (en général à partir de 400 kV et au-dessus), il peut être nécessaire de protéger le réseau en équipant le disjoncteur de résistances Haute Tension qui seront insérées dans la ligne un court instant (de l'ordre d'une demi-période) avant la fermeture des contacts principaux du disjoncteur et joueront ainsi un rôle « d'embrayage », en appliquant la tension à la ligne par paliers successifs.

4.4 Séquences de manœuvres

Les trois quarts des défauts se produisant en réseau sont dits « fugitifs » : leur cause est très momentanée (coup de foudre) ou est détruite par le court-circuit (branche d'arbre). Le service peut donc être repris très vite après extinction du courant de court-circuit. Des relais, ne faisant en général pas partie du disjoncteur, réenclenchent automatiquement le disjoncteur après une temporisation voulue. Mais si la cause du défaut est maintenue (ligne tombée), le disjoncteur devra pouvoir enclencher sur court-circuit et redéclencher aussitôt. On vérifie donc l'aptitude du disjoncteur à effectuer des séquences de manœuvres telles que : Ouverture - 0,3 seconde - Fermeture - Ouverture à plein courant de court-circuit. On ajoute aussi une séquence Fermeture - Ouverture trois minutes après la séquence précédente pour tenir compte d'une autre tentative de reprise de service.

5 Les disjoncteurs THT

5.1 Différences avec un disjoncteur basse tension

■ Les disjoncteurs THT n'ont pas de déclencheurs ou de relais de protection intégrés : ils ne fonctionnent que sur réception d'un ordre électrique extérieur, manuel ou automatique et la sélectivité est obtenue par décalage des ordres.

■ Leur énergie de manœuvre est normalement fournie par une source extérieure (électrique ou pneumatique) et stockée dans les mécanismes de commande.

■ Ils comportent souvent plusieurs organes de coupure en série et parfois des éléments auxiliaires en parallèle avec leurs contacts principaux.

■ Ils ne sont pas limiteurs.

5.2 Constitution

Quelle que soit la technique de coupure utilisée, on retrouve toujours les éléments suivants :

■ des « chambres de coupure » :
Chacune d'elles comprend un contact fixe et un contact mobile, un dispositif de contrôle de l'arc et des éléments pour le passage du courant permanent.
II ne serait pas économique de développer un modèle de chambre de coupure pour chaque combinaison des valeurs de tensions, de courant permanent et de courant de court-circuit. De plus, il faudrait pour vérifier leurs performances de coupure, des moyens d'essais considérables, voire irréalisables. Les constructeurs ont donc été conduits à concevoir des éléments de base et à les combiner pour répondre aux besoins.
II est possible, en particulier, d'assembler des chambres de coupure en série dans chaque pôle à condition que :

□ leurs manœuvres soient simultanées (à quelques millisecondes près),

□ la tension soit répartie judicieusement entre elles. Lorsque les capacités naturelles sont insuffisantes, on peut ajouter des condensateurs « pilotes » en parallèle avec les chambres. La **figure 9** donne un exemple de capacités naturelles d'un disjoncteur à deux chambres par pôle. En cas de court-circuit, la borne « aval » est à la terre. Sans condensateur pilote, la première chambre supporte 71 % de la tension totale du pôle. Avec des condensateurs de 400 pF, elle n'en supporte plus que 53 % ;

■ des éléments isolants entre les circuits principaux respectifs et entre ceux-ci et la terre ;

■ un mécanisme de commande permettant de manœuvrer contacts et accessoires de fonctionnement sur commande locale ou à distance.

L'ordre de grandeur des durées de fonctionnement est de : 20 à 50 millisecondes au déclenchement, 80 à 150 millisecondes à l'enclenchement.

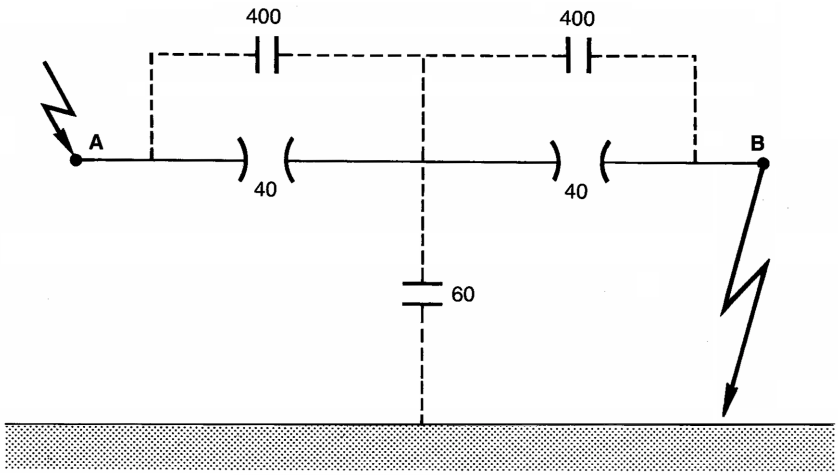


Fig. 9 : capacités naturelles et additives répartissant la tension entre deux chambres en série.

L'encombrement varie beaucoup avec la tension. Pour un disjoncteur 245 kV :
- hauteur : environ 3 m + 2,5 m de châssis,
- longueur environ 2,5 m,
- distance entre axes de phases : environ 4 mètres (cf. **fig. 10**).

Fig. 10 : disjoncteur 245 kV à SF_6.

5.3 Les types de disjoncteurs THT

Différents moyens d'extinction de l'arc sont utilisés en THT.

■ L'un des types les plus anciens est le disjoncteur à huile : le courant est amené par des traversées à des contacts noyés dans un bac rempli d'huile. Sous l'action de l'arc, une partie de l'huile est volatilisée et les gaz sous pression ainsi obtenus soufflent l'arc. Pour les distinguer des suivants on les appelle souvent : disjoncteurs à gros volume d'huile. En voie de disparition, sauf aux U.S.A. (cf. **fig. 11**).

■ Pour réduire la quantité d'huile (problème de sécurité) au minimum, les constructeurs ont logé les contacts dans une enveloppe isolante ; ce type de disjoncteur, à pôles séparés, est appelé disjoncteur à petit volume d'huile ou à volume d'huile réduit (DVHR). Il est encore largement utilisé surtout pour des pouvoirs de coupure modérés (cf. **fig. 12**).

■ Une autre technique très répandue est celle des disjoncteurs « pneumatiques » (ou « à air comprimé ») : au moins l'un des contacts est creux et relié à un réservoir d'air comprimé (15 à 50 bars) ; lorsque les contacts se séparent, l'arc

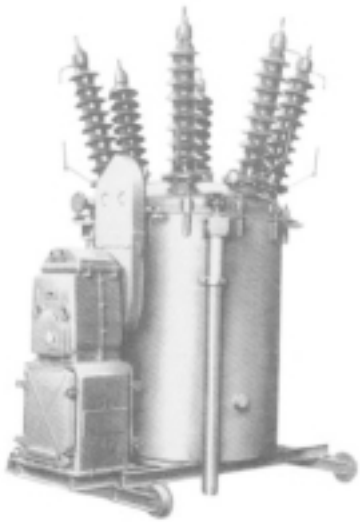


Fig. 11 : disjoncteur à gros volume d'huile 72 kV.

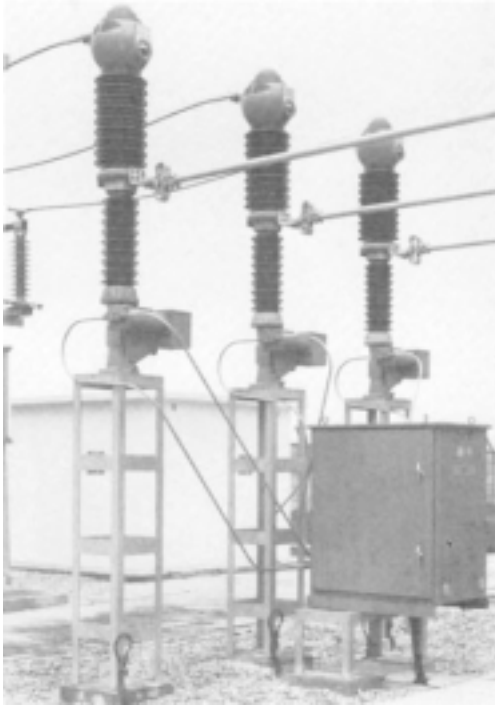


Fig. 12 : disjoncteur à petit volume d'huile 72 kV.

est « soufflé » par le courant d'air. Il faut donc installer, avec chaque disjoncteur ou au moins dans chaque poste, une station de compression d'air. Ces disjoncteurs utilisent souvent des résistances insérées un court instant entre leurs contacts pour faciliter certaines coupures.

Leur déclenchement est bruyant. Ces disjoncteurs sont de moins en moins construits, au profit des disjoncteurs à SF_6 (cf. **fig. 13**).

■ Depuis les années 60, le gaz hexafluorure de soufre (SF_6) est de plus en plus utilisé pour la coupure :

□ un premier type de réalisation est très proche des disjoncteurs à air comprimé : la réserve de gaz comprise entre 15 et 20 bars souffle entre les contacts, mais au lieu de rejeter les gaz vers l'extérieur, ils sont collectés dans un réservoir basse pression (1 à 4 bars). Ce type permet d'atteindre de hautes performances de coupure, mais sa réalisation mécano-pneumatique est assez complexe ;

□ le type le plus répandu est dit « à autosoufflage » ou simple pression (pression statique de 3 à 8 bars) : en se déplacant, le contact mobile comprime le gaz dans une chambre d'où il ne peut sortir que pour aller dans

Fig. 13 : disjoncteur à air comprimé 420 kV.

la zone entre les contacts. C'est le type le plus récent (cf. **fig. 14** et Cahier Technique n° 101).

■ Quelques types de disjoncteurs utilisant la coupure dans le vide ont vu le jour plus récemment mais à des tensions inférieurés à 170 kV. (Il faut des vides meilleurs que 10^{-4} torr).

■ Pour plus de détails sur les grandes techniques de coupure, voir le Cahier Technique n° 86.

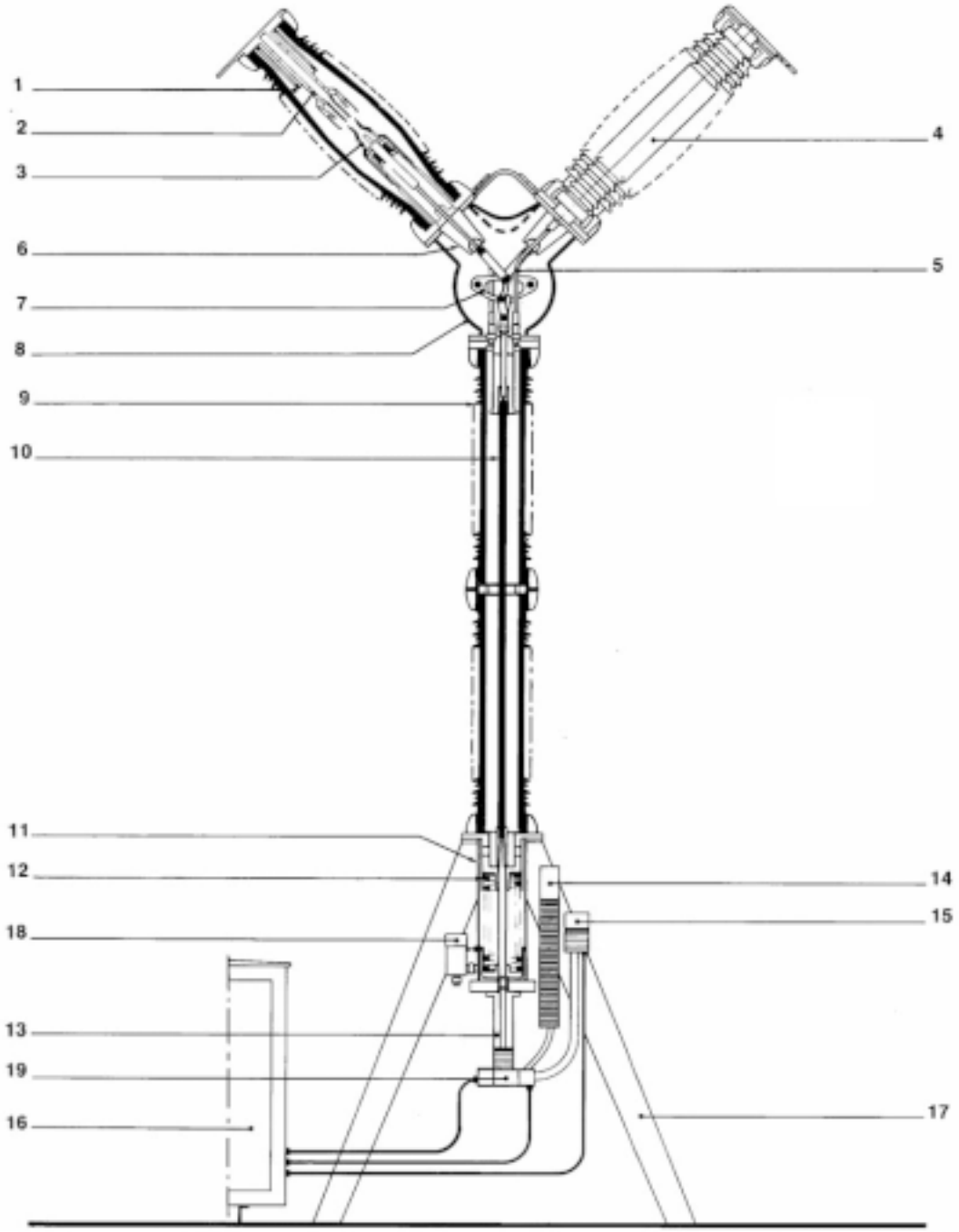


***Fig. 14** : disjoncteur à SF_6.*
Modèle à deux chambres de coupure :

1 Chambre de coupure
2.Contact fixe
3 Contact mobile
4 Condensateur
5 Coupleur
6 Guidage
7 Embiellage
8 Carter
9 Isolateur support
10 Bielle isolante
11 Pot de ressorts
12 Ressorts
13 Vérin
14 Accumulateur d'huile haute pression
15 Nourrice auxiliaire
16 Armoire de commande
17 Châssis
18 Manostat
19 Relais hydraulique

6 L'hexafluorure de soufre (SF_6)

6.1 Caractéristiques chimiques

Le SF_6 est un corps pur qui se présente à l'état gazeux dans les conditions normales de température et de pression. Il est 5,5 fois plus lourd que l'air, incolore, inodore. En lui-même, il n'est ni toxique, ni agressif pour les êtres vivants.

6.2 Aspects quantitatifs

Remplissage

Les appareils utilisant le SF_6 sous pression doivent être le plus étanches possible car :

- le SF_6 est un gaz de synthèse qu'il faut économiser,
- les performances garanties des appareils ne sont atteintes que pour une masse volumique minimale du gaz de remplissage,
- il ne faut pas contraindre l'exploitant à des compléments de remplissage trop fréquents (par exemple, on le prévoit tous les trois ans).

Les appareils sont munis de manostats compensés en température, permettant de signaler une masse volumique insuffisante.

Relations température-pression

Le SF_6 se dilate comme tous les gaz. Pour une masse de gaz constante dans un volume donné, la pression varie linéairement avec la température. On a l'habitude de quantifier le remplissage par la pression relative à la température de 20 °C (cf. **fig. 15**). Lorsque la température descend au-dessous de Tc (variable pour chaque remplissage) le SF_6 commence à se liquéfier. Par exemple, pour une pression de 3,5 bars à 20 °C, la liquéfaction apparaîtra à – 40 °C.

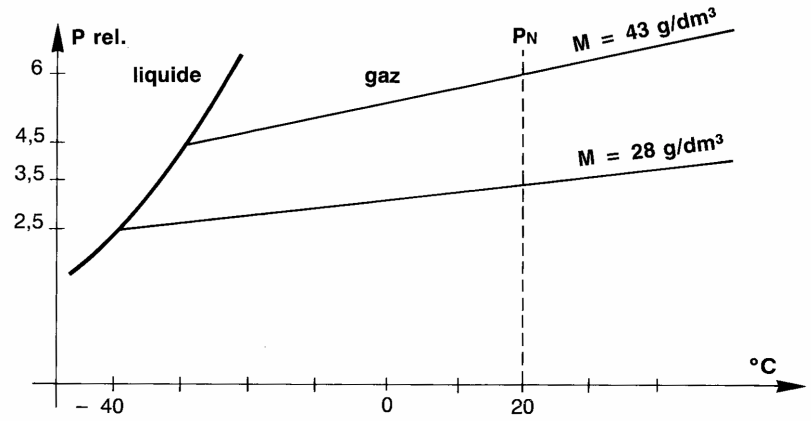


Fig. 15 : diagrammes température - pression pour différentes masses volumiques de SF_6.

6.3 Aspects qualitatifs

Pureté du gaz

Pour les raisons diélectriques exposées au chapitre 3, la quantité de vapeur d'eau contenue par le gaz doit être telle que le « point de rosée » soit à une température inférieure à 0 °C.
L'humidité est en général exprimée en « ppm poids » : une humidité de 80 ppm poids signifie que pour 1 kg de SF_6, il y a 80 millionièmes de kg d'eau, c'est-à-dire 80 milligrammes. C'est une limite courante. Pour y arriver, on commence par faire le vide dans l'appareil à un niveau inférieur à 10^{-1} torr.
(1 torr = pression équivalente à 1 mm de Hg).
Parfois, on le balaye avec un gaz sec (azote).

On utilise aussi certains corps qui absorbent l'humidité (alumine par exemple).

Gaz pollué

Au contact de l'arc électrique, une partie du SF_6 est décomposée momentanément. Une propriété importante du SF_6 est sa faculté de se reconstituer très vite après la coupure.
Mais dans certains cas (arcs intenses ou présence d'humidité...) des produits de décomposition peuvent être créés. Certains de ces produits sont toxiques ou corrosifs. Les corps qui absorbent l'humidité, absorbent aussi ces produits et prolongent ainsi la vie de l'appareil. Néanmoins, il faut prendre des précautions au démontage d'une chambre de coupure qui a coupé des courants de court-circuit.

Pour plus de détails, voir le Cahier Technique n° 79 « Données physiques et chimiques du SF_6 » et le Cahier Technique n° 80 « Mise en œuvre du SF_6 ».

7 Les mécanismes de commande et les contraintes mécaniques

Séquence de manœuvres et réserve d'énergie

La commande doit pouvoir fournir aux contacts l'énergie nécessaire pour effectuer la séquence de manœuvre prévue (par exemple O - FO - 1 min. - FO). Pour cela, elle doit avoir la totalité de l'énergie nécessaire en réserve ou être capable d'en réapprovisionner une partie assez vite après chaque manœuvre.

D'autre part, certains utilisateurs demandent que chaque disjoncteur ait une autonomie de 2 à 5 manœuvres pour pallier une éventuelle déficience de l'alimentation des auxiliaires.

Commande mono ou tripolaire

Plus la tension croît, plus faible est la probabilité d'avoir des défauts entre phases. En cas de défaut monophasé, il est utile de pouvoir maintenir en service les deux phases saines. On demande donc souvent aux disjoncteurs de pouvoir exécuter des manœuvres automatiques unipolaires, les manœuvres manuelles restant tripolaires.

Les organes de commande

Les ordres de fonctionnement arrivent toujours sous forme d'impulsions électriques sur des électro-aimants qui déclenchent les manœuvres.

Chaque disjoncteur comporte au moins les organes mécaniques suivants : organe moteur, organe résistant, amortisseur, stockage et reconstitution d'énergie. Ces fonctions sont réalisées de facon diverse selon les appareils.

Dans les organes moteurs on trouve :

- des ressorts préalablement bandés,
- des vérins pneumatiques (15 à 50 bars),
- des vérins hydrauliques (200 à 400 bars).

Sur le même disjoncteur, on trouve souvent des moteurs différents à l'enclenchement et au déclenchement.

Les efforts résistants sont principalement constitués par l'inertie des pièces à mettre en mouvement et le bandage de certains ressorts. Les amortisseurs peuvent être hydrauliques ou pneumatiques, intégrés aux vérins ou séparés. L'énergie peut être stockée sous forme mécanique (ressort bandé) ou pneumatique (gaz sous pression). Les réserves sont toujours reconstituées à partir d'une alimentation électrique. Un dispositif de secours manuel est souvent prévu.

Les accessoires

Les disjoncteurs comprennent toujours certains des accessoires suivants :

- contacts auxiliaires, répétant la position des contacts principaux,
- compteurs de manœuvres,
- systèmes de verrouillage bloquant les ordres si l'énergie stockée est insuffisante pour effectuer correctement la manœuvre, ou évitant le « pompage » (battement des contacts d'une position à l'autre),
- organes de chauffage ou de ventilation,
- signalisations diverses.

Le circuit de déclenchement est souvent dédoublé à la demande de l'utilisateur. Dans ce cas, le 2e circuit peut être à « manque de tension ».

L'endurance mécanique

La cadence de fonctionnement des disjoncteurs THT est très variable. 80 % des disjoncteurs font de 15 à 30 manœuvres par an. Mais les disjoncteurs des centrales de pompage ou des batteries de condensateurs peuvent avoir à manœuvrer plusieurs fois par jour.

D'autres disjoncteurs peuvent au contraire ne pas manœuvrer pendant des mois, voire des années. Et pourtant, ils doivent pouvoir répondre avec toutes leurs performances sans préavis dès le premier ordre. Ceci constitue une des difficultés mécaniques majeures des disjoncteurs THT, tant au stade de la conception qu'à celui de l'essai.

Il est parfois difficile de calculer certaines pièces soumises à des chocs, et seul l'essai d'endurance permet d'en déterminer la robustesse. Les disjoncteurs modernes sont en général capables d'effectuer 2 à 3 000 cycles de manœuvres sans entretien. Les essais d'endurance sont poussés beaucoup plus loin, en les combinant avec des variations climatiques.

Les efforts externes

Les disjoncteurs doivent pouvoir supporter sans faiblesse :

- des efforts spécifiés sur les prises de courant principales, dûs aux raccordements (quelques centaines de daN),
- les efforts électrodynamiques engendrés par les courants de court-circuit,
- les efforts dûs à la pression du vent,
- dans certains cas, les secousses dues aux tremblements de terre.

8 Les postes blindés

8.1 Origines

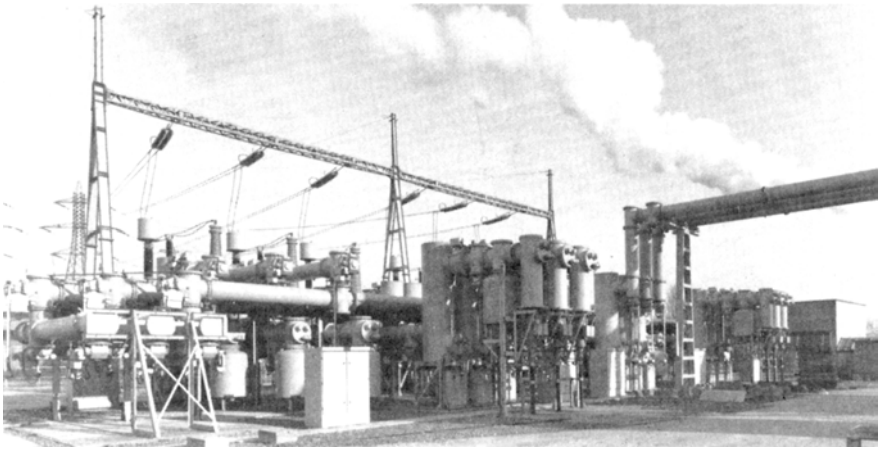
Dans les postes traditionnels tels que décrits auparavant, les conducteurs sous tension sont isolés du sol :

- par des supports généralement en céramique,
- par l'air à pression atmosphérique.

Il en résulte :

- des distances d'isolement engendrant une importante occupation des sols. Or, les grandes villes consomment de plus en plus d'électricité et les terrains y sont de plus en plus chers, quand on en trouve,
- la pollution des isolateurs (voir chapitre 3).

En enfermant conducteurs et isolateurs dans une enveloppe, le problème de la pollution est réduit aux isolateurs des entrées et sorties de l'énergie (« traversées »). De plus, cette enveloppe peut être conçue pour contenir un gaz dont la tenue diélectrique permettra de réduire les distances d'isolement. C'est ce qu'on appelle un poste blindé (cf. **fig. 16**).



Le Havre 420 kV
Électricité de France

- poste d'interconnexion, alimenté par le poste 245 kV d'émergence d'une centrale thermique
- niveau d'isolement au choc : 1 425 kV
- courant de court-circuit : 63 kA
- poste à double jeu de barres :
  - 1 travée transformateur
  - 4 travées ligne
  - 1 travée couplage
  - 2 travées futures transformateur
- installation extérieure, pollution industrielle et climatique
- commande : + 1979
- mise en service : 1981.

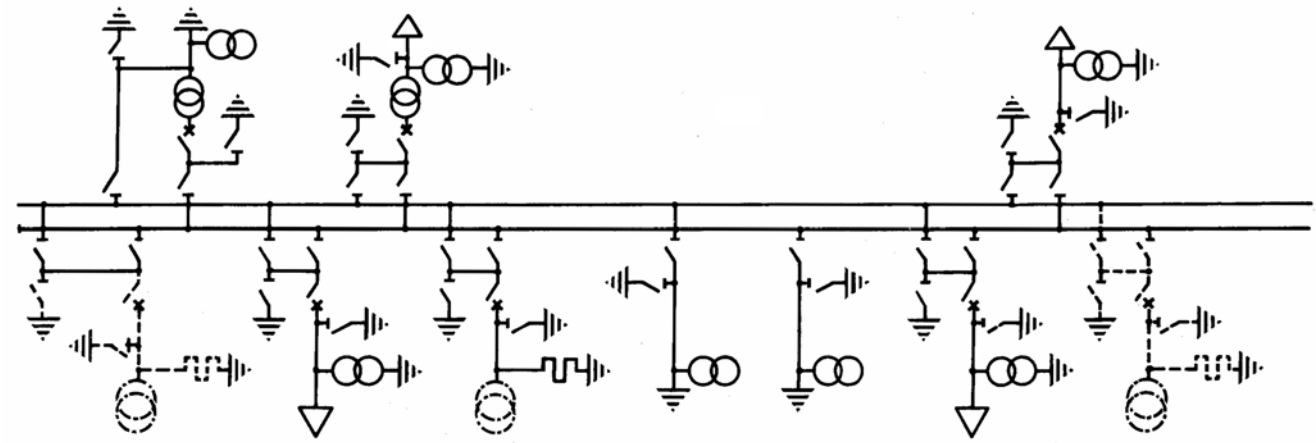


Fig. 16 : schéma et photographie du poste blindé 420 kV du Havre (E.D.F.).

8.2 Réalisation

■ Presque tous les postes blindés utilisent le SF_6 comme gaz d'isolement, sous des pressions comprises entre 2 et 6 bars. Les enveloppes doivent donc supporter cette pression et avoir une bonne étanchéité. Elles sont généralement en aluminium soudé ou fondu. Les isolateurs sont en résine moulée.

■ En général, chaque phase est contenue dans son enveloppe, mais il est maintenant possible de loger les trois phases dans une même enveloppe, surtout pour les tensions les plus basses. Ces enveloppes sont mises à la terre de facon soignée.

■ Le poste est divisé en compartiments étanches entre eux. Chacun est équipé :

□ d'un orifice de remplissage muni d'une vanne ou d'un clapet,

□ d'un manostat compensé en température, permettant de signaler d'éventuelles fuites (limitées au compartiment concerné),

□ d'un disque de sécurité destiné à limiter la pression interne en cas d'avarie, à une valeur inférieure à la tenue de l'enveloppe.

■ Les raccordements extérieurs des circuits principaux se font :

□ soit par « traversée » air - SF_6 pour les travées « lignes »,

□ soit par « traversée » SF_6 - huile pour les raccordements directs aux transformateurs,

□ soit par « boîte à câbles ».

8.3 Contraintes particulières

■ Les constituants des postes traditionnels doivent être adaptés pour se loger dans les enveloppes et celles-ci adaptées aux fonctions des appareils qu'elles abritent. En particulier, la "coupure visible" des sectionneurs peut être maintenue grâce à des hublots.

■ La plus importante des nouvelles contraintes à prendre en compte pour la conception est la tenue diélectrique dans un faible encombrement. En effet, la forme des éléments internes doit être la mieux adaptée possible pour réduire le champ électrique. Le dimensionnement sera donné par la tenue au choc de foudre. Exemple, pour un poste de 420 kV, les dimensions principales pour les enveloppes monophasées, sous une pression de SF_6 de 3 à 4 bars sont de l'ordre suivant :

□ diamètre intérieur de l'enveloppe entre 450 et 550 mm,

□ diamètre extérieur des conducteurs entre 150 et 200 mm.

■ Lorsque les enveloppes sont mono-phasées, il y circule un courant induit équivalent à celui qui passe dans le circuit principal. II faut donc soigner les raccordements entre enveloppes de la même phase, entre enveloppes des différentes phases et avec la terre.

■ La plupart du temps, les postes blindés ont des dimensions qui rendent obligatoire le « montage partiel » (voir plus loin) et une grande part de l'assemblage est effectuée sur site. II faut donc prévoir des moyens de montage et de contrôle sur site (étanchéité, résistance de contact, humidité, tenue diélectrique).

■ Les enveloppes qui protègent le poste des influences extérieures rendent plus difficiles les interventions internes. II est donc très important :

□ de prendre toutes dispositions qui réduisent les interventions internes (fixations mécaniques diverses, propreté méticuleuse, siccité, entretien réduit),

□ de prévoir, néanmoins, comment pourrait être fait un entretien (ou un dépannage) en ne mettant hors service que la plus petite partie possible du poste.

■ Bien que la probabilité d'un court-circuit interne soit faible, il est nécessaire d'en prévoir les conséquences. On s'arrange généralement pour que :

□ l'arc de défaut soit maintenu dans le compartiment qui l'a vu naître,

□ l'enveloppe ne se perce qu'après une durée supérieure à la durée de fonctionnement des protections et ne se fractionne pas.

8.4 Choix d'utilisation

Le choix d'un type de poste (ouvert ou blindé) sera fait par l'utilisateur pour obtenir un optimum économique tenant compte :

■ du coût initial d'investissement y compris celui du terrain,

■ de la fréquence et du coût des interventions ultérieures,

■ du coût des arrêts d'exploitation programmés ou non.

Pour en savoir plus sur les postes blindés, voir le Cahier Technique n° 67.

9 Montage et entretien

9.1 Montage partiel

Les disjoncteurs THT et les postes blindés sont souvent trop encombrants pour être expédiés tout montés. Plutôt que de les monter entièrement pour les essais en usine et de les démonter pour le transport, il est plus économique et tout aussi fiable de pratiquer ce qu'on appelle le « montage partiel » : le matériel est monté jusqu'au stade où les dimensions des assemblages sont les plus grandes qui soient encore facilement transportables. Ces assemblages s'appellent « unités de transport »).

9.2 Essais individuels

■ En usine, chaque unité de transport subit les essais qui permettent de vérifier que les produits sont conformes aux appareils qui ont satisfait aux essais de type : continuité électrique des circuits principaux, isolement, fonctionnement mécanique, étanchéité, etc. On effectue aussi le contrôle de conformité aux exigences particulières du contrat : couleur de porcelaine ou de peinture, schéma électrique, etc.

■ Après montage sur le site, certains essais complémentaires sont nécessaires pour vérifier :

□ que le matériel a bien supporté le transport et le stockage,

□ que le montage final est conforme au cahier des charges.

9.3 Entretien

Le constructeur livre à l'utilisateur des notices d'instruction lui permettant :

■ dans quelques cas, de faire lui-même le montage sur site,

■ de prévoir les entretiens et vérifications périodiques. En général, il y a des visites sommaires pas trop éloignées (1 à 3 ans) et des visites plus approfondies plus espacées (entre 6 et 12 ans),

■ de prévoir des pièces de rechange d'usure ou de dépannage en cas d'avarie.

10 Les normes

10.1 Rôle

Pour le bon fonctionnement des réseaux et la sérénité des échanges entre constructeurs, essayeurs et utilisateurs, il est nécessaire de parler le même language et d'avoir les mêmes conventions.

Le rôle des normes est donc de :

- définir les termes spécifiques,
- fixer des gammes de caractéristiques (dites « assignées »).
- fixer les essais qui vérifient les performances et les fabrications,
- convenir de dispositions constructives (éventuellement).

Il est donc nécessaire de préciser selon quelles normes est signé un contrat, effectué un essai, conçu un matériel.

10.2 Types de normes

Elles peuvent être établies :

- à l'intérieur d'une société : documents HN d'E.D.F., Standard MG,
- au niveau national : normes UTE et AFNOR françaises - BS et ASTA anglaises - ANSI, ASTM, NEMA américaines - DIN et VDE allemandes, etc,
- au niveau international : normes ISO pour les questions générales et CEI pour les questions électriques.

Les normes CEI sont les plus utilisées dans les échanges internationaux.

Elles sont reconnues par environ 60 pays dont tous les pays industriels.

Elles sont élaborées par des « **groupes de travail »** constitués d'experts choisis parmi les constructeurs, les utilisateurs et les essayeurs. Les projets sont ensuite discutés dans chacun des pays membres, puis, lorsque le consensus est suffisant, soumises au vote des Comités d'Etudes concernés où sont représentés les pays membres.

Exemples :

- le Comité Technique 17 est chargé des problèmes d'appareillage,
- la Publication 56 traite des disjoncteurs HT,
- et la Publication 517 des postes blindés THT.

Bibliographie

Cahiers Techniques

- Surtensions et coordination de l'isolement,
Cahier Technique n° 16 - J. AMALRIC
- Les réseaux HT,
Cahier Technique n° 40 - J. C. HENRY
- L'Hexabloc, poste blindé THT au SF_6,
Cahier Technique n° 67 - R. PARISELLE
- Essais en puissance de l'appareillage électrique,
Cahier Technique n° 69 - R. MOUCHET et J.P. ROBERT
- Le SF6, données physiques et chimiques,
Cahier Technique n° 79 - A. FIHMAN
- Les matériels au SF_6, mise en œuvre et exploitation,
Cahier Technique n° 80 - J. PASTEAU
- Le point sur les grandes techniques de coupure,
Cahier Technique n° 86 - Y. PELENC
- Les disjoncteurs à autosoufflage à SF_6,
Cahier Technique n° 101 - J.C. HENRY, G. PERRISSIN et C. ROLLIER

Schneider Electric

Direction Scientifique et Technique,
Service Communication Technique
F-38050 Grenoble cedex 9
Télécopie : 33 (0)4 76 57 98 60

Réalisation : HeadLines - Meylan
Edition : Schneider Electric
Impression :
- 20 € -

© 2002 Schneider Electric